



Kraftløftet

 LO Norge |  NHO

Vestfold og Telemark



Om rapporten

THEMA Consulting Group har hatt en rolle som sekretariat, og har stått for innhenting og bearbeiding av faktagrunnlaget i rapporten. De foreslåtte tiltak som presenteres i rapporten er utarbeidet av arbeidsgruppen ledet av NHO og LO lokalt.

INNHOOLD

1	Introduksjon til kraftsystemet og analysen	9
2	Kraftsituasjonen i Norge	12
2.1	Kraftproduksjon og forbruk i Norge	12
2.2	Utsikter for kraftbalansen i Norge.....	13
2.3	Tilknytningsforespørsler hos Statnett.....	14
2.4	Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge.....	14
3	Kraftsituasjonen i Vestfold og Telemark	16
3.1	Kraftproduksjon i Vestfold og Telemark	16
3.2	Kraftforbruk i Vestfold og Telemark.....	17
3.3	Kraftimport og -eksport behov.....	19
4	Nettsituasjonen i Vestfold og Telemark	20
4.1	Tilknytningssaker hos nettselskapet i Vestfold og Telemark.....	20
4.1.1	Lede	20
4.2	Tilknytningssaker hos Statnett.....	21
4.3	Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap	21
4.4	Statnetts områdeplan.....	21
5	Forbruksutvikling.....	23
5.1	Forbruksutvikling hos Lede	23
5.2	Forbruksutvikling i Statnett sine tilknytningssaker.....	23
5.3	Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Vestfold og Telemark	24
6	Produksjonsutvikling.....	25
6.1	Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet	26
7	Case	27
7.1	Brunane-Luberg hybridkraftverk.....	27
8	Referanser	29

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Vestfold og Telemark har historisk vært selvforsynt med fornybar kraft fra store vannkraftutbygginger gjennomført før 1970, og har i dag fremdeles et kraftoverskudd. Kartleggingen vi har gjennomført viser en voldsom økning i kraftbehovet i regionen fremover fra eksisterende industri og nye grønne næringer. Det innmeldte kraftbehovet til nettselskapene tilsvarer 2-3 ganger dagens forbruk i regionen. Uten økt tilgang på fornybar kraft og nett i Vestfold og Telemark går vi raskt i retning av kraftunderskudd, og arbeidsplassene, klimaomstillingen og konkurransekraften settes i spill. Vi trenger et kraftløft, og vi må starte nå. Basert på en brukstid på 4500 til 5500 timer vil reservert forbruk spise opp kraftoverskuddet i regionen på 5 TWh.

Produksjonskapasiteten for fornybar kraft i Vestfold og Telemark gir en forventet årsproduksjon på 13,5 TWh, hovedsakelig fra vannkraft med høy reguleringsevne. Det er ikke Vindkraft i regionen. I 2022 hadde Vestfold og Telemark et kraftforbruk på 8,5 TWh, fordelt mellom industri med 40 prosent, husholdninger og jordbruk med totalt 36 prosent, og tjenesteyting med 24 prosent. Dagens kraftoverskudd i et normalår er på om lag 5 TWh, der produksjon fra kraftverk med høy reguleringsevne er tilstrekkelig til dekke forbruket i regionen. Slik blir det ikke fremover.

Kartleggingen som er gjort i denne rapporten viser en nærmest eksplosiv økning i kraftbehovet i Vestfold og Telemark fremover. Nettselskapet Lede har 122 større saker om nettilknytning i deres utredningsområde.

- Av disse sakene er 93 prosent fra aktører på forbrukersiden og kun 7 prosent er fra aktører som ønsker å tilknytte kraftproduksjon.
- Etterspørselen til forbruk hos Lede utgjør en økning på 182 prosent av dagens forbruk.

Statnett har mottatt forespørsler om en økning i kraftforbruket på 150 prosent. Industri og datasenter står for hoveddelen av den økte etterspørselen, og resten kommer fra transport, batteri, hydrogenproduksjon, petroleum med mer. Uten betydelig økt tilgang på kraft og nett i regionen er dette et varsko om et kommende kraftunderskudd, svekket konkurransevne og manglende klimaomstilling.

På den positive siden, ser vi at interessen for å bygge ut ny produksjon i Vestfold og Telemark er stor, og det er meldt inn mye kapasitet sammenlignet med andre regioner i Norge (933 MW). THEMA har fått innspill på prosjekter som ikke er meldt inn til NVE og sannsynligvis ikke til Lede eller Statnett. Dette er både sol, vann og vind, og utgjør i størrelsesorden 1 000 MW. Barrierene som motstanden mot utbygging er stor, så veien frem til at disse kraftprosjektene er på nett og produserer er lang og krever mobilisering, vilje og lokal opplutning.

Klima- og bærekraftmålene krever at vi handler raskt og effektivt for å lykkes med klimaomstillingen. Det er en nødvendig oppgave å bygge ut nye energikilder som kan styrke våre industrielle fortrinn og samtidig bevare eksisterende industriarbeidsplasser, skape vekst og arbeidsplasser, samt øke våre eksportinntekter. Imidlertid har mangel på muligheter til å utvikle nye kraftverk ført til en nedgang i investeringene. Elektrifisering og CO2-fangst og lagring er avgjørende forutsetninger for vår prosessindustri, for å oppfylle ambisiøse klimamål og for å kunne konkurrere i et stadig mer globalt marked.

Kraftløftet må innebære betydelige investeringer i fornybar energi, oppgradering av det eksisterende nettet, og bygging av nye kraftlinjer. Dette vil ikke bare bidra til å løse utfordringene vi nå står overfor, men også skape et bærekraftig og fremtidsrettet energisystem som gir oss den nødvendige kapasiteten for å møte fremtidige krav. Konkurransedyktige strømpriser er avgjørende for klimaendringen og for å støtte den nye grønne industrien.

Forutsigbar og stabil tilgang til fornybar, grønn energi, samt et rimelig prisnivå for bedriftene, har alltid vært et avgjørende konkurransefortrinn for norsk industri. Dette fortrinnet er noe Norge må forsvare og utvikle videre. Politikere, næringsforeningene, NHO og LO må samarbeide tett for å sikre at næringslivet har gode og forutsigbare rammevilkår.

Oppsummering av hovedfunn:

- Kraftnettet i Vestfold og Telemark fylke er fullt. De regionale nettselskapene og Statnett opplever en etterspørsel som tilsvarer over en dobling av effekten levert i dag. Det har tatt 100 år å bygge nettet som dekker dagens forbruksnivå. Utviklingen fremover utløser et tilsvarende behov for utvikling i nettet hos både Statnett og nettselskapene.
- Kraftetterspørselen i Vestfold og Telemark øker voldsomt, og nettselskapene melder om forespørsler om tilknytning som tilsvarer en økning på 150-180 prosent. Det tilsvarer et økt forbruk på 12-16 TWh.
- Søknader om tilknytning av ny kraftproduksjon er betydelig lavere, og tilsvarer en økning fra dagens installerte effekt på 34 prosent. Det gir en økt produksjon på om lag en 2-2,4 TWh
- Differansen mellom forespurt forbruk og planlagt ny produksjon viser et gap på 10-12 TWh i Vestfold og Telemark.
- LO og NHO har i en [felles strategi](#) i regi av Kraftløftet anbefalt et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh, samt et eget mål for lokal solkraft på bygninger på 5,5 TWh. Antas det en at dette målet jevnt fordeles over landet bør Vestfold og Telemark fylke minst dekke 1-1,5 TWh gjennom energieffektivisering og 0,5 TWh gjennom lokal solkraft på bygg

Tiltak for å oppnå kraftløft i Vestfold og Telemark

Troverdig politikk for å sikre et varig kraftoverskudd er det viktigste tiltaket for å beskytte arbeidsplasser, fremme klimaomstilling og opprettholde regionens konkurransedyktighet. Det er på tide å handle nå for å sikre at Vestfold og Telemark ikke havner i en energikrise, men heller kan bli en pådriver for bærekraftig og fremtidsrettet energiproduksjon.

1. Ta ansvar som vertskapsfylker/-kommuner for industri og annet næringsliv med stort kraftbehov, og bidra aktivt til å øke tilgangen på fornybar kraft og nett som trengs i regionen til gjennomføring av klimaomstilling i eksisterende næringer og etablering av nye grønne arbeidsplasser.
2. Arbeide for at fylket har energisituasjonen høyt på agendaen – etablere energiplaner – hva skal til i Vestfold og Telemark for at vi har tilstrekkelig kraft og effekt til å videreutvikle fylket, og hva kan fylkeskommunen gjøre?
3. Få energispørsmålet opp på agendaen i kommunene. Kommunene er sentrale premissleverandører.
 - a. Hvordan kan de tilrettelegge bedre, hvilke tiltak kan de gjøre?
 - b. Arealkartlegging og prioritering av egnede arealer i kommunene og i fylket som helhet.
 - c. Økt samhandling mellom offentlige aktører (høringer, planer og beslutninger).
 - d. Jobbe parallelt og ikke sekvensielt – se det store bilde i beslutningene og ikke kun enkelt elementer
4. Kommunene har en viktig rolle for å tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme. Utnytte spillvarme i størst mulig grad, flere store industribedrifter med betydelig mengde spillvarme i regionen.
5. Utnytte termisk varme i størst mulig grad for å frigjøre kraft til andre formål. Vestfold og Telemark har stort forbruk fra husholdninger, der oppvarming gjerne tar en stor del av forbruket. Kommunene har en viktig rolle for å tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme. Spillvarme bør utnyttes i størst mulig grad.
6. Arbeide med å skape forståelse og aksept for behovet av ny vannkraft, vindkraft, sol og nettanlegg i Vestfold og Telemark. Nøkkelen for å oppnå forståelse og aksept vil være ved å initiere gode dialoger rundt behov for ny fornybar kraftproduksjon, og hvor det ligger best til rette for utbygging. På den måten kan man sikre at kommuner forstår behovet og er positive til utredninger og konsesjonsbehandlinger av kraftproduksjon og nettanlegg. Samtidig vil det være viktig å øke kompetansen i kommunene for behandling av energianlegg i søknadsprosesser og i reguleringsplaner.
7. Arbeide aktivt med tiltak for energieffektivisering og smarte løsninger for forbruk og utnyttelse av strømmettet. Bedre utnyttelse av kraften i Vestfold og Telemark vil kunne bidra til nye tilknytninger som ellers ikke har «plass» i nettet i dag.

8. Grep som gjør at husholdningene bruker mindre elektrisk energi. Tiltak som etterisolering, nye vinduer, solenergi og varmepumper. Her kan kommuner og fylke stille opp med midler. Energieffektivisering av bygg. (bygg står for veldig stor andel av det totale energiforbruket. Potensialet nasjonalt er 13-20 TWh. Utnytte byggernes takareal til fornybar kraftproduksjon fra sola. Potensialet er trolig 8-10 TW ved satsing.

Om Kraftløftet

Kraftløftet er et samarbeid mellom LO, NHO og regjeringen for å sikre økt krafttilgang raskere. Gjennom trepartssamarbeidet skal vi bidra til tiltak, mobilisering og grep som sikrer tilstrekkelig tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser for næringsliv og forbrukere i Norge mot 2030. Energikommisjonens rapport Mer av alt – raskere, LO og NHOs Felles energi- og industripolitiske plattform, Hurdalsplattformen, Stortingsmeldingen Energi til arbeid og tilleggsmeldingen ligger til grunn for arbeidet. Samarbeidet om Kraftløftet har siktemål frem mot 2030, med en årlig gjennomgang, og justering underveis.

Formålet med Kraftløftet er å sikre nok kraft til **klimaomstilling og nye industrisatsinger, øke tempoet i kraftutbygging og energieffektivisering**, hindre nasjonalt **kraftunderskudd**, og bidra til lokal og regional mobilisering for **økt krafttilgang**.

I tråd med mandatet skal LO og NHO i 2023 utarbeide en strategi som år for år viser hvordan næringslivet kan mobiliseres og settes i stand til å bygge ut mer fornybar kraft og nett raskt, forutsatt akseptable rammevilkår. Strategien skal også anbefale tiltak for å realisere så mye som mulig av potensialet for energieffektivisering i husholdninger, næringsbygg, industrien og resten av økonomien, basert på Energikommisjonens anbefalinger. Strategien presenteres for OED høsten 2023.

Fra mai til november 2023 gjennomfører LO og NHOs regionskontorer 11 regionale Kraftløft-utredninger med utgangspunkt i fylkesinndelingen. Formålet er å sikre et godt faktagrunnlag og legge til rette for lokal og regional mobilisering og forankring for økt krafttilgang. THEMA Consulting Group har en sekretariatfunksjon med å sammenstille informasjon og utarbeide de regionale rapportene. Det er nedsatt regionale arbeidsgrupper bestående av representanter fra partene som vil jobbe videre med rapportene som utarbeides. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS, Statsforvalteren og andre relevante aktører, er avgjørende.

Utredningene skal få frem:

- regionale kraftoversikter: kraftproduksjon og -forbruk i dag
- forventet forbruksutvikling: nytt forventet kraftforbruk i regionen
- nettsituasjonen i regionen: behov for oppgraderinger og nytt nett
- nye kraftprosjekter: forventet og mulig ny kraftproduksjon i regionen

Utredningene gjennomføres i tett dialog og samarbeid med kraft- og nettselskapene, industrien, bedrifter, næringsaktører og kraftforbrukere i regionen. Alle de regionale rapportene ferdigstilles og lanseres innen primo november. Prosessen og utredningene eies og lanseres av regionlederne i LO og NHO i hver region.

I tillegg har LO og NHO gjennomført en sentral prosess sammen med relevante landsforeninger og forbund for å kartlegge og foreslå tiltak og virkemidler for energieffektivisering og lokal energiproduksjon. Rapporten Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft ble lansert 19. september 2023, og overrakt til Olje- og energidepartementet.

I tråd med mandatet skal arbeidet med Kraftløftet søke å

- Kartlegge industriens og næringslivets behov for ny kraft, legge til grunn konkrete ambisjoner for utvikling av energiområdet, og synliggjøre fordeler ved å investere i nye lokale kraftprosjekter, med utgangspunkt i Energikommisjonens arbeid.
- Tydeliggjøre kraftbehov som følger av klimaomstilling og tiltak for å innfri Norges klimaforpliktelser, og hvilke prosjekter som må realiseres for å sikre dette.
- Gi tydelige råd om konkrete rammebetingelser og insentiver som både bidrar til lønnsomhet og gir raskere prosesser og kortere ledetider i kraft- og nettutbyggingssaker.

- Finne måter å bedre samarbeidet mellom konsesjonsmyndigheten, kommuner og fylkeskommuner, nettselskapene og industriaktører for å gi raskere nettilknytning.
- Sikre god utnyttelse av partenes regionale krefter slik at en sikrer god lokal forståelse for behovet, og grunnlag for å mobilisere nye kraftprosjekter. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS og andre relevante aktører, blir avgjørende

Denne rapporten er satt opp som følger: Kapittel 1 er en introduksjon til kraftsystemet. Her forklares sammenhenger, begreper og datagrunnlaget til analysen. For en leser med god kjennskap til kraftsystemet kan man stå over dette kapitlet. Kapittel 2 tar for seg kraftsystemet for Norge som helhet. Her vil vi se på hvordan kraftproduksjon og forbruk fordeler seg i de ulike regionene. Videre, viser kapittel 3 dagen kraftsituasjon i Vestfold og Telemark. Kapittel 4 ser på nettsituasjonen i regionen, basert på både Statnett og de regionale nettselskaperes tall. Kapittel 5 og 6 tar for seg forventet forbruks- og produksjonsutvikling i regionen. Hvor kommer det økte forbruket fra, og hvor mye ny produksjon kommer? Kapittel 7 tar så for seg noen dypdykk fra regionen, som viser relevante caser innen produksjon eller forbruk.

1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen

Det er en vesentlig forskjell på energiforbruk og forbruk av elektrisk energi. I 2022 var Norges forbruk av elektrisk energi på 140 Terrawattimer (TWh), og det totale energiforbruket var på 284 TWh. Det totale energiforbruket inkluderer både elektrisk energi og energi fra andre kilder som varme, biogass eller fossilt brensel og er blant annet energien vi bruker i bygninger, i transport, i industrien og til utvinning av olje og gass. Fra 1990 og frem til i dag har energiforbruket økt med mer enn 30 prosent. Andelen elektrisk energi har vært stabil på rundt halvparten av energiforbruket i alle disse årene (51,7 % i 2022). Store deler av Norges klimagassutslipp kommer fra det resterende energiforbruket, som dekkes i store deler av fossil energi. Av tiltakene for å nå norske klimamål mot 2030, krever 80 prosent tilgang på elektrisk energi, noe som er med på å drive den økende etterspørselen etter nettilknytning. I denne rapporten ser vi kun på den delen av energisystemet som går på elektrisk energi, også kalt kraftsystemet.

For å gi et inntrykk av størrelsesordener det er snakk om i rapporten kan det være nyttig med noen eksempler og begrepsforklaringer. $1\ 000\ 000\ \text{MW} = 1000\ \text{GW} = 1\ \text{TW}$, og det sammen gjelder for $1\ 000\ 000\ \text{MWh} = 1\ 000\ \text{GWh} = 1\ \text{TWh}$. I de neste delene beskrives det mer detaljert hva dette betyr. For ytterligere begrepsdefinisjoner se en energiordliste i slutten av dokumentet.

Hva er 1 MW?

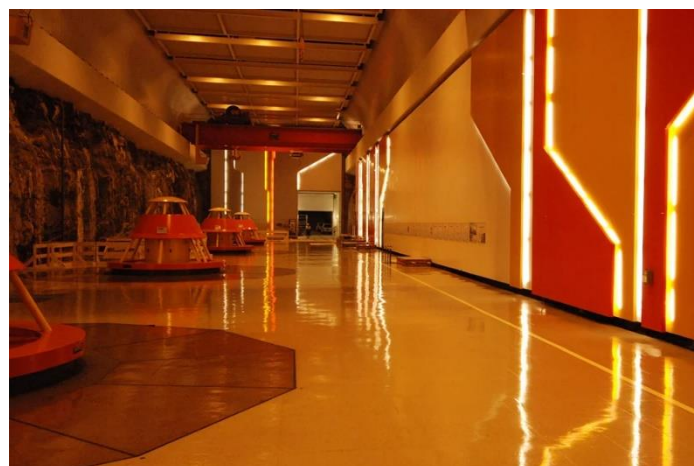
Hestekraft er en gammel måleenhet for effekt. Forvirrende nok ble begrepet hestekraft først benyttet av den britiske oppfinneren James Watt, som også har gitt navnet sitt til den moderne måleenhet for effekt - Watt. 1 hestekraft beskriver arbeidet én hest er i stand til å utføre per tidsenhet. James Watt estimerte at en hest var i stand til å løfte 75 kg én meter opp per sekund. Det tilsvarer ca. 750 Watt. James Watt mente derfor at en maskin som kan levere 1 MW kan erstatte 1340 hester. I dag brukes hestekraft bl.a. til å betegne motorytelse. For eksempel kan en Tesla Model S Plaid, levere 1020 hestekrefter, det vil si ca. 0.75 MW. En Nissan Leaf, 2024 modell, kan levere 147 hestekrefter, det vil si ca. 0.1

MW. Kapasiteten til kraftverk måles også i MW. Figur 1 viser et typisk småkraftverk på 1 MW. Dette kraftverket kan, etter James Watt definisjon, erstatte 1340 hester, forsyne litt over én Tesla Model S Plaid med strøm, eller ca. 10 Nissan Leaf, 2024 modell, elbiler.



Figur 1 Grønningselva kraftverk i Levanger kommune er et typisk småkraftverk med installert effekt rett under 1 MW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 2.8 GWh.

Hva er 1 GW?



Figur 2 Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er Norges største kraftverk (målt etter årsproduksjon), med installert effekt rett under 1 GW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 4 TWh. Foto: Sira-Kvina Kraftselskap.

Norge har 1749 vannkraftverk. Til sammen har de 1000 minste kraftverkene 1 GW installert effekt. Dette er småkraftverk som gjennomsnittlig hver er på størrelse med Grønningselva kraftverk. Figur 2 viser Tonstad kraftverk. Tonstad er Norges største kraftverk målt etter forventet årsproduksjon. Tonstad kraftverk alene har en installert effekt på litt under 1 GW. Kun ett annet kraftverk, Kvilldal, har større installert effekt. Til sammen kan disse to kraftverkene levere 2.2 GW som tilsvarer ca. 10% av historisk makslast i Norge. Første utbyggingsfase for havvindområde Sørlige Nordsjø II vil maksimalt gi 1.5 GW ny installert effekt, som innebærer en utbygging med mellom 100 og 150 vindturbiner.

Hva er sammenhengen mellom effekt (W) og energi (Wh)?

Når Grønningselva kraftverk går for fullt kan kraftverket forsyne en Tesla Model S Plaid med strøm. Men ingen kraftverk kan produsere for fullt til enhver tid. Faktisk produksjon er begrenset av tilsiget i elvene, vindstyrken, eller solforholdene. Heldigvis forbraker heller ikke Tesla Model S Plaid 1020 hestekrefter til enhver tid. Sammenhengen mellom energi og effekt for både kraftverk og forbruksobjekter kalles *brukstid*. Grønningselva kraftverk produserer i løpet av et år 2.8 GWh. Hvis derimot Grønningselva hadde levert full effekt gjennom hele året hadde den produsert ca. 8.7 GWh. Brukstiden for Grønningselva kraftverk er dermed $2.8 / 8.7 \text{ GWh} = 2\,810$ timer av totalt 8 736 timer i året. Brukstiden til en elbil avhenger både av hvor langt bilen kjøres i løpet av et år og effektiviteten til bilen. Hvis vi antar at Tesla Model S Plaid forbraker 20.0 kWh/100 km og kjøres 10 000 km per år, har bilen et årsforbruk på 2 MWh. Det gir en årlig brukstid på 2.7 timer. Det betyr ikke at bilen kun blir brukt 2.7 timer over et helt år. Normalforbruket til bilen over et helt år vil være lik forbruket til bilen hvis den leverer maksimal ytelse i 2.7 timer.

Hvor mye strøm bruker vi i Norge?

Forbruksrekorden i Norge ble satt 12. februar 2021 mellom kl. 9 og 10. Totalforbruket i den timen, totalt i hele Norge var 25.23 GWh, det vil si gjennomsnittlig 25.23 GW mellom kl. 9 og 10. Totalt i løpet av hele 2021 ble det forbrukt 139.5 TWh i Norge. Hvis Norge hadde forbrukt like mye gjennom hele året som mellom kl. 9 og 10 den 12. februar hadde totalt årsforbruk blitt 220 TWh. I en gjennomsnittlig time i Norge i 2021 brukte vi altså 63% av maksforbruket fra 12. februar. Hvis forbruket

fra 12. februar hadde vedvart hadde vi med samme energimengde kunne forsynt Norge i 5500 timer. For å forsyne Norge med nok *energi* i 2021 ville vi trengt 34 kraftverk ala Tonstad kraftverk, eller 43 kraftverk ala Kvilldal. Hvis Tonstad og Kvilldal produserte på fullt mellom kl. 9 og 10 ville vi trengt 26 kraftverk ala Tonstad, eller kun 20 kraftverk ala Kvilldal. Kvilldal har lavere brukstid enn Tonstad og er dermed bedre egnet til å forsyne Norge under effekttoppene.

Hvor mye energi kan vi få fra sol, vind og vann?

Ulike produksjonsteknologier har ulik brukstid, også kalt kapasitetsfaktor. Brukstid for solkraft faller med økende breddegrad. De fleste steder i Norge gir en brukstid under 1000 timer for solkraft. Brukstid for vindkraft er avhengig både av lokale vindforhold og dimensjonering av vindparken. Havvind har ofte vesentlig høyere brukstid enn landvind. Brukstid for vindkraft ligger mellom 2 000 til 4 500 timer. Brukstid for vannkraft avhenger av vannføringen i vassdraget, dimensjonering av anlegget, samt mulighet for magasinering av vann. Brukstid kan variere fra 1000 til 8000 timer. Dette betyr altså at 1 MW installert kapasitet kan gi store forskjeller i årlig produksjon mellom de ulike produksjonskildene. For eksempel 100 MW installert effekt solkraft gir 100 GWh, mens 100 MW installert effekt i landbasert vind gir ca 300-400 GWh. I Norge har vi totalt en installert effekt på 40 GW, eller 40 000 MW, og vi produserer i et normalår ca. 154,8 TWh.

Hvor mye forbraker ulike forbrukskategorier?

I løpet av et år forbraker medianhusholdningen i Norge 16 MWh elektrisitet. Grønningselva kraftverk på 1 MW installert effekt produserer omtrent 2 500-3 000 MWh årlig, og kan dermed forsyne omtrent 175 husholdninger med strøm hvert år. Et datasenter forbraker strøm stort sett alle timer i løpet av et år, og kan ha uttak i alt fra 0,25-1 000 MW. Et stort datasenter på 500 MW vil tilsvare et forbruk på ca. 4 TWh.

Hvor kommer tallgrunnlaget til analysen fra?

Denne rapporten bygger på datagrunnlag fra flere aktører. For å analysere utvikling i forbruk og produksjon av kraft fremover tas det utgangspunkt i Statnetts tall. Statnett er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnettet i Norge. Transmisjonsnettet forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i

kraftsystemet. Transmisjonsnettet inkluderer også utenlandskabler og er høyspentlinjer som utgjør til sammen ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes direkte til transmisjonsnettet.

Videre analyseres tallene fra de regionale nettselskapene. Nettselskap i Norge eier og driver regional- og distribusjonsnettet. Regionalnettet er nivået under transmisjonsnettet, og er bindeleddet med distribusjonsnettet, mens distribusjonsnettet er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde. Nettselskapene er naturlige monopoler og er regulert av staten.. Tallgrunnlag fra disse aktørene gir et bilde av hvor mye nytt forbruk av kraft som ønsker å knytte seg til nettet, eller hvor mye ny produksjon som ønsker å forsyne mer kraft inn i nettet.

For forbruksutvikling tas det utgangspunkt i dagens makslast i nettet. Som nevnt ovenfor sier den noe er høyest målt forbruk

av kraft (strøm) i en time. I denne rapporten oppgis makslast i MW. Makslast er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som kan være høyere, men det er fremdeles en indikator på hvor mye nettkapasitet vi har i dag. Det er viktig å bemerke at dagens nett er blitt utviklet over 100 år og videre utbygging er tidkrevende. Statnetts makslast for hele landet ligger på 25 GW, eller 25 000 MW.

Når vi ser på produksjonsutvikling, ser vi på installert effekt. Installert effekt er en kraftverkets maksimale effekt. I denne rapporten snakker vi om den aggregerte installerte effekten fra alle kraftverk i hele regionen, og det oppgis i MW. Som nevnt ovenfor vil den faktiske produksjonen variere mye avhengig av hvilken produksjonskilde det er snakk om.

2 Kraftsituasjonen i Norge

2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge

Norge har et unikt kraftsystem, både i et europeisk og internasjonalt perspektiv. Fire egenskaper gjør det norske kraftsystemet unikt: 1) Høy andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder 2) Høy grad av elektrifisering i husholdninger og høyt forbruk fra kraftintensiv industri. 3) Stor magasinkapasitet som muliggjør innfasing av uregulerbare fornybare energikilder. 4) Høy andel små og mellomstore kraftverk, geografisk spredt, men ofte godt samlokalisert med kraftforbruk. Disse egenskapene er oppsummert i Tabell 1.

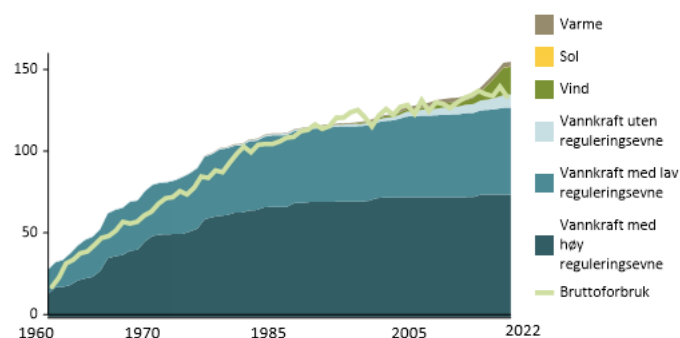
Tabell 1 Nøkkeltall for det norske og det totale europeiske kraftsystemet

	Norge	EU-28
Fornybarandel	98%	39%
Medianforbruk, husholdning	16 MWh	4 MWh
Industriforbruk per BNP	56 MWh/MNOK	5.1 MWh/MNOK
Magasinkapasitet	90 TWh	90 TWh

Historisk har produksjonen av kraft i Norge vært høyere enn forbruket. Figur 3 viser middelproduksjonen¹ av kraft og bruttoforbruk² tilbake til 1960. Ettersom figuren viser forventet produksjon og faktisk forbruk kan tørrår gi kraftunderskudd som ikke kommer frem i figuren, samtidig som våte år kan gi kraftoverskudd som heller ikke blir vist i figuren. I figuren ser man hvor stor andel av produksjonen som kommer fra vannkraft. I et år med normalt tilsig vil vannkraft stå for 88 prosent av produksjonen. 95 av vannkraftproduksjon har

mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder, og 50 prosent har tillegg høy reguleringsevne med

mulighet til å lagre vann over sesonger. I tillegg har vindkraft gradvis økt sin andel de siste årene. I et normalår vil eksisterende vindkraftkapasitet bidra med 11 prosent av total kraftproduksjon. Resten av kraftproduksjonen hentes hovedsakelig fra ulike typer termiske kraftverk (1,8 prosent) og solkraft (0,2 prosent). Samlet ligger kraftproduksjonen i et normalår på rundt 157 TWh.



Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).

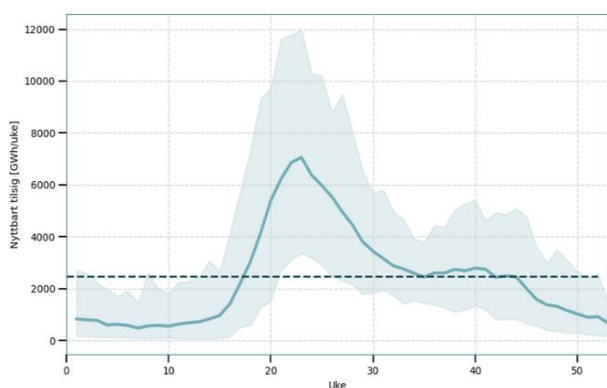
Figur 4 viser totalt nyttbart tilsig til alle norske vannkraftverk [GWh/uke]. Tilsiget er størst under snøsmeltingen på våren, avtar utover høsten, og kan falle til null på vinteren. Vannkraftverk uten reguleringsevne følger tilsiget slavisk gjennom året og fra år til år. Vannkraftverk med lav reguleringsevne har mulighet til å flytte noe av produksjonen til perioder med høyere etterspørsel, men vil fortsatt være begrenset av totaltilsiget over en sesong. Vannkraftverk med høy reguleringsevne har mulighet til å flytte deler av produksjonen til sesonger eller år med høyere etterspørsel. En region med god årlig kraftbalanse, men samtidig få vannkraftverk med høy reguleringsevne, vil bli et underskuddsområde i uker hvor tilsiget er under gjennomsnittet.

Forbruket av kraft var i 2022 på 133 TWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), hvorav 46 prosent gikk til industrien, 22 prosent til tjenesteytende næringer og resterende 32 prosent til

¹ Gjennomsnittlig produksjon gitt væreforholdene i perioden 1991-2020 (NVE, 2022)

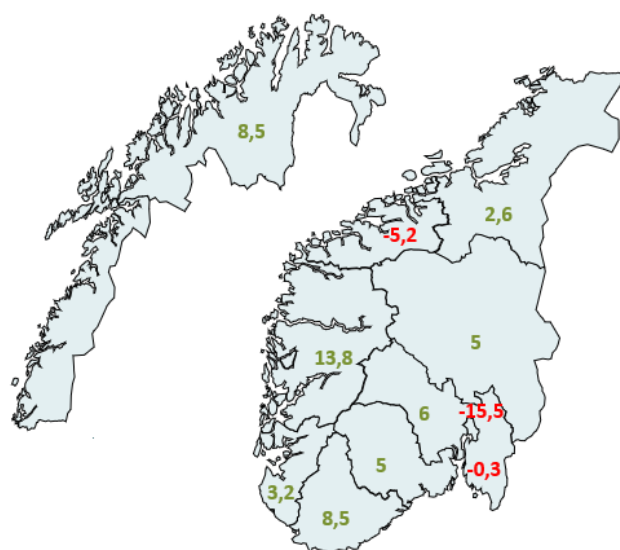
² Summen av produksjon og netto import av kraft.

husholdninger. Industrien har stått for den største delen av forbruksøkningen de siste ti årene. Kraftprisene startet i slutten av 2021 å stige og forbruket falt i 2022 med omtrent 6,4 TWh, der husholdningene stod for hoveddelen av forbruksreduksjonen (SSB, 2023). Andelen kraftforbruk fra husholdninger var dermed noe mindre enn normalt i 2022, som trolig skyldes stigende kraftpriser (SSB, 2023).



Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert området), og årlig middelproduksjon (stiplet linje).

Figur 5 gir en oversikt over behov for kraftimport og -eksport i et normalår i ti regioner: Nord-Norge, Trøndelag, Møre og Romsdal, Vestland, Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark, Buskerud, Oslo og Akershus, Østfold og Østfold. De fleste regionene har i dag et kraftoverskudd, indikert i grønt. Vestland, etterfulgt av Nord-Norge og Agder, har det høyeste kraftoverskuddet. Kun tre regioner har et kraftunderskudd i et normalår, indikert med rødt skrift i figuren. Oslo og Akershus, landets mest folkerike region, har det største underskuddet, der forbruk hos husholdninger er betydelig.



Figur 5 Kraftoverskudd (grønt, TWh) og kraftunderskudd (rødt, TWh) i hver region.

2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge

Den nåværende situasjonen, med et stabilt kraftoverskudd, er imidlertid ikke forventet å vedvare. I august 2023 presenterte NVE sin analyse av kortsiktig kraftbalanse mot 2028 (NVE, 2023). Selv om NVE forventer en positiv kraftbalanse i perioden, anslår de også at produksjonsveksten vil være begrenset, med en økning på bare 5 TWh fra 2021 til 2028, drevet av vind- og solkraft. Samtidig forventes et raskere økende forbruk, med en økning på 18 TWh i samme periode. Økt elektrifisering av petroleumsindustrien og transportsystemet, samt etablering av batterifabrikker og datasentre, vil bidra til denne økningen. Basert på høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst i analysen, forventes Norge å ha et kraftoverskudd på 4 TWh om fem år. NVE påpeker samtidig betydelig usikkerhet knyttet til forbruksveksten og utbyggingstakten av solkraft, og det er mulig at kraftbalansen kan nærme seg null innen 2030.

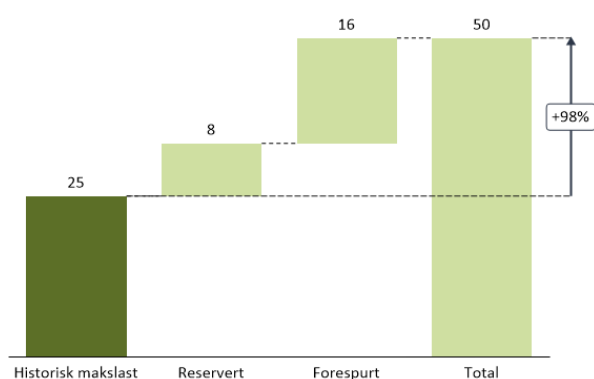
Statnett presenterte i september 2023 sin kortsiktige kraftmarkedsanalyse som estimerer en svekket kraftbalanse som i 2028 forventes å være null. I likhet med NVE peker analysen på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttakten i kraftforbruket. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan forbruket vil utvikle seg frem mot 2028 og Statnetts scenario for lav og høy forbruksvekst gir et spenn i kraftbalansen

på 12 til -7 TWh i 2028. For produksjonsveksten er derimot utfallsrommet mye mindre frem mot 2028, som følge av lange ledetider for ny produksjon. Etersom produksjonen er væravhengig, kan den variere betydelig fra år til år. Tørre år kan gi en negativ kraftbalanse, selv i et scenario med lav forbruksutvikling.

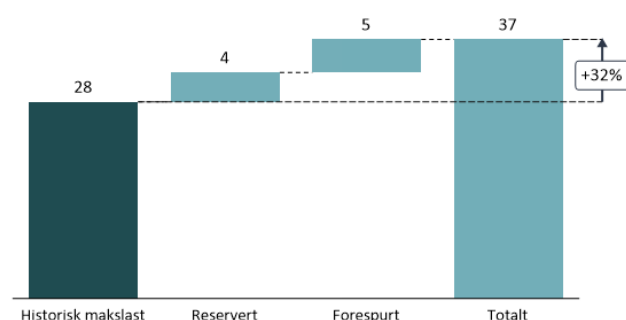
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett

Statnett, som er ansvarlig for drift og utvikling av det norske kraftnettet, må godkjenne tilknytninger over 1 MW. Statnett har dermed en oversikt over alle tilknytningsforespørsler av en viss størrelse og modenhet, som kan gi en indikasjon på fremtidens kraftsystem.

I Figur 6 og Figur 7 vises historisk makslast av forbruk og produksjon sammen med tilknytningsforespørlene som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørlene³ er det delt opp i «reservert» og «forespurt», som skiller på om forespørselen har fått reservert plass i eksisterende eller planlagt nett, eller ikke. På forbrukssiden utgjør samlet etterspurt kapasitet rundt 25 GW, som nesten er like mye som dagens makslast. Rundt en tredjedel av disse forespørlene har allerede fått reservert kapasitet. På produksjonssiden har Statnett mottatt forespørsler for totalt nesten 9 GW. Kun litt under halvparten av dette har fått reservert kapasitet, hvilket blant annet inkluderer havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord.



Figur 6: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra forbrukere (GW).



Figur 7: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra produsenter (GW).

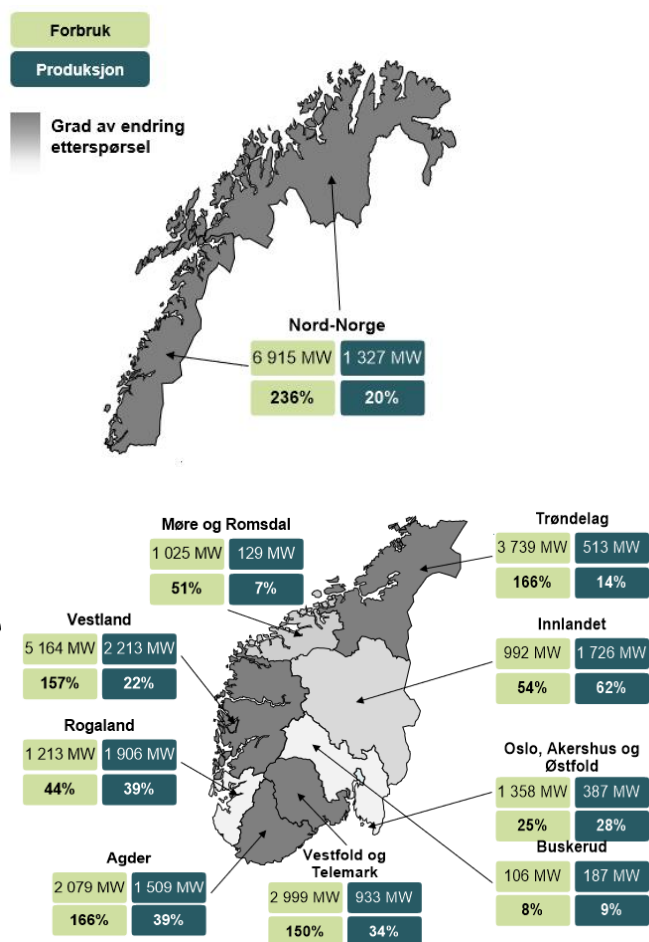
Etterspurt kapasitet dreier seg hovedsakelig om installert effekt, og det er viktig å merke seg at den totale installerte kapasiteten sannsynligvis ikke vil bli maksimalt utnyttet på samme tidspunkt. En summering av historisk makslast og etterspurt effekt blir av den grunn trolig ikke fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Til tross for at figurene ikke viser fremtidig makslast indikerer tilknytningsforespørlene, i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs kortsiktige analyse, at det historiske kraftoverskuddet i Norge vil avta og muligens snu til kraftunderskudd.

2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge

I Figur 8 ser man hvordan tilknytningsforespørlene fordeler seg i Norge. Fargegraderingen av regionene indikerer størrelsen på tilknytningsforespørlene, sett mot dagens makslast for forbruk og installert effekt for produksjon. Felles for de mørkeste regionene, altså regionene med høyest forespurt kapasitet, er at forespørlene fra forbruk er større enn dagens makslast. Det vil si at om alle som ønsket tilknytning ble tilknyttet og brukte den tilknyttede kapasiteten sin fullt ut til enhver tid, vil makslasten i nettet mer enn dobles. Et annet fellestrekk for disse regionene er at forespørlene etter kapasitet fra produsenter er langt lavere enn for forbrukere.

³ Statnetts tilknytningsforespørsler per 28. juni 2023

At alle som blir tilknyttet nettet utnytter kapasiteten sin fullt ut til enhver tid er derimot lite sannsynlig. I figuren kan man se at det i de fleste regionene vil gi en svært stor økning i forbruk dersom alle forespørselene får tilknytning. På produksjonssiden vil veksten derimot være mer moderat i de fleste regionene.

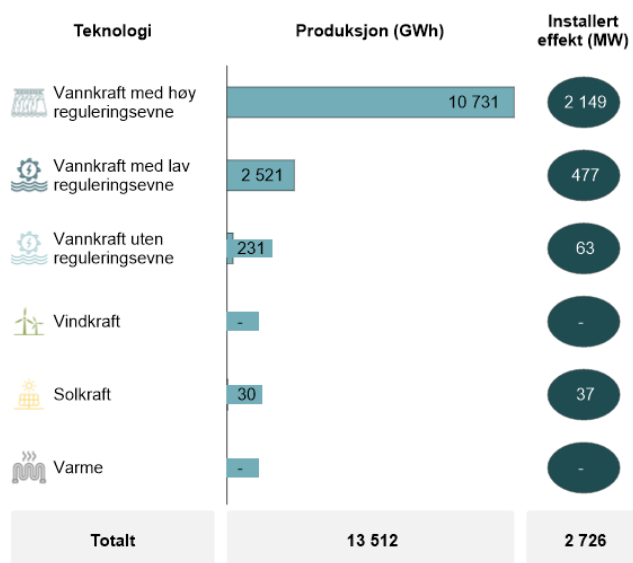


Figur 8 Etterspørsel hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk

3 Kraftsituasjonen i Vestfold og Telemark

3.1 Kraftproduksjon i Vestfold og Telemark

Dagens produksjonskapasitet i Vestfold og Telemark gir en forventet årsproduksjon på 13 500 GWh. Figur 9 viser at kraftproduksjonen i Vestfold og Telemark hovedsakelig er dekket av vannkraft. Vindkraft eksisterer ikke i regionen. Solkraft utgjør kun en ubetydelig andel (NVE, 2023), (NVE, 2023). Vi skiller mellom vannkraft med høy, lav eller ingen reguleringsevne. Spesielt for Vestfold og Telemark er en høy andel produksjon fra vannkraftverk med høy reguleringsevne, som utgjør omtrent 80 prosent. Dette gir en høy grad av forutsigbarhet i kraftsystemet for Vestfold og Telemark.

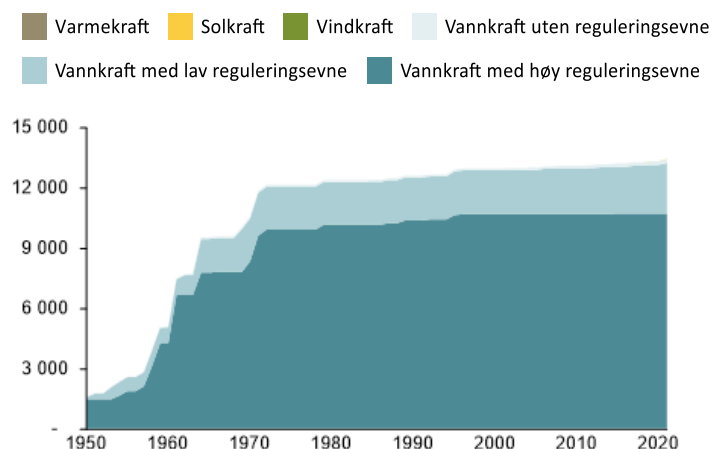


Figur 9 Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Vestfold og Telemark



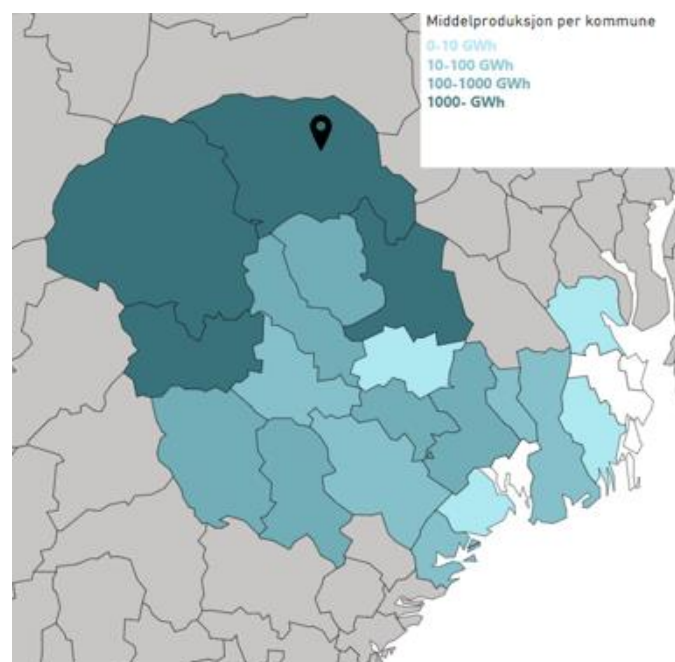
Figur 10 viser forventet årsproduksjonen i Vestfold og Telemark for perioden 1950 til 2022. Figuren viser at det var en stor utbygging av vannkraft fra midten av 1950-tallet til starten av 1970-tallet. Fra 1970-tallet har utviklingen av kraftproduksjon

vært moderat, med utbygging av omtrent 1 500 GWh ny vannkraft frem til 2022.



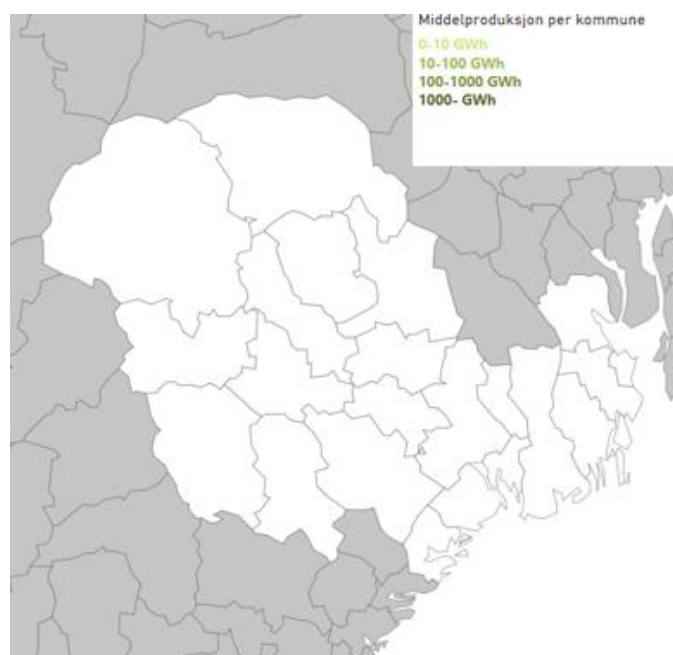
Figur 10 Utvikling i kraftproduksjon i Vestfold og Telemark (GWh).

Kraftproduksjonen i Vestfold og Telemark er fordelt på flere kommuner. Figur 11 viser at fire kommuner har en forventet årsproduksjon fra vannkraft på over 1 000 GWh. Tinn har høyest vannkraftproduksjon (4 235 GWh per år), etterfulgt av Tokke (2 978 GWh per år), Vinje (2 038 GWh per år) og Notodden (1 123 GWh per år).



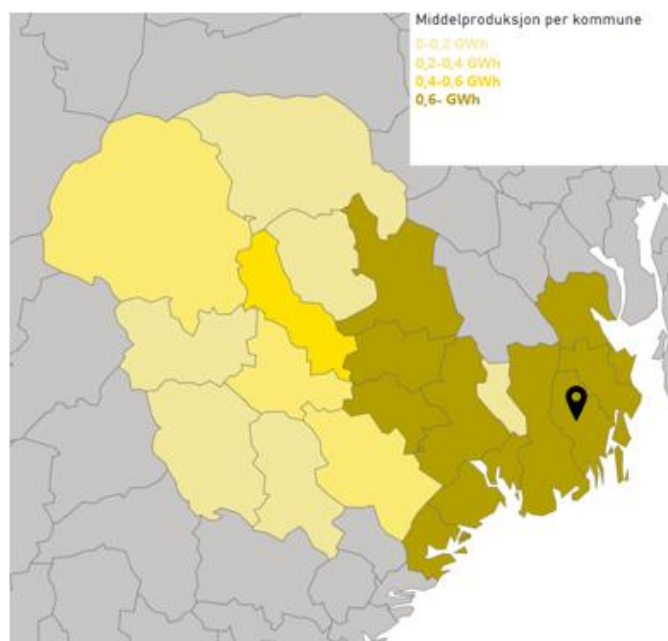
Figur 11 Produksjon av vannkraft for kommuner i Vestfold og Telemark.

I NVEs oversikt over kraftverk i Norge eksisterer ingen vindkraftverk i Vestfold og Telemark (Figur 12).



Figur 12 Produksjon av vindkraft for kommuner i Vestfold og Telemark.

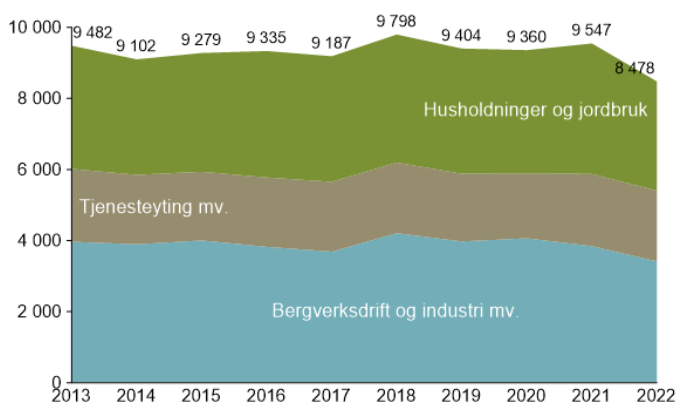
I alle kommunene er det installert noe solkraft, som vist i Figur 13 (NVE, 2023). Aller mest er det i Sandefjord, som samlet har en estimert årlig solkraftproduksjon på 5.9 GWh. Deretter kommer Larvik med 4.5 GWh. Volumene er imidlertid svært små sammenlignet med forventet årsproduksjon fra vannkraft.



Figur 13 Produksjon av solkraft for kommuner i Vestfold og Telemark.

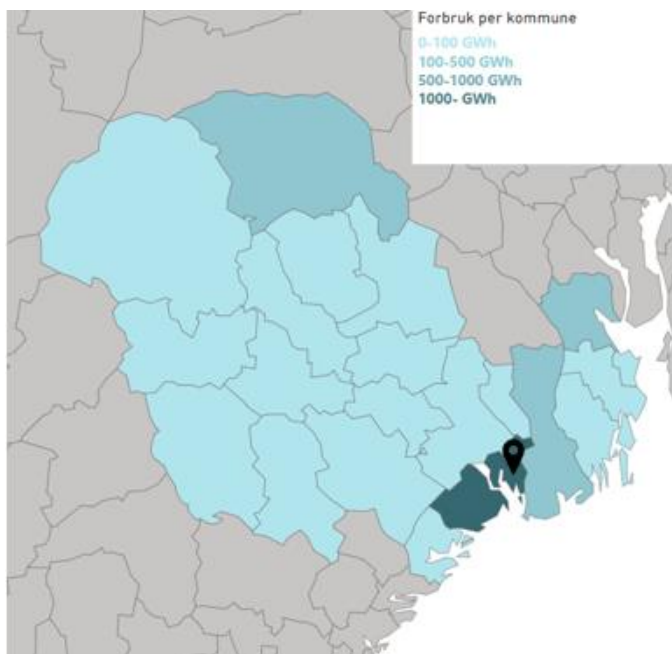
3.2 Kraftforbruk i Vestfold og Telemark

I 2022 hadde Vestfold og Telemark et kraftforbruk på 8 478 GWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 36 prosent, tjenesteyting med 24 prosent, og industri med 40 prosent. Figur 14 viser kraftforbruket i Vestfold og Telemark i perioden fra 2013 til 2022. Totalt kraftforbruk har hatt en flat utvikling siden 2013, men med noe variasjon fra år til år. Fra 2021 til 2022 ser vi imidlertid et markant fall i forbruket.



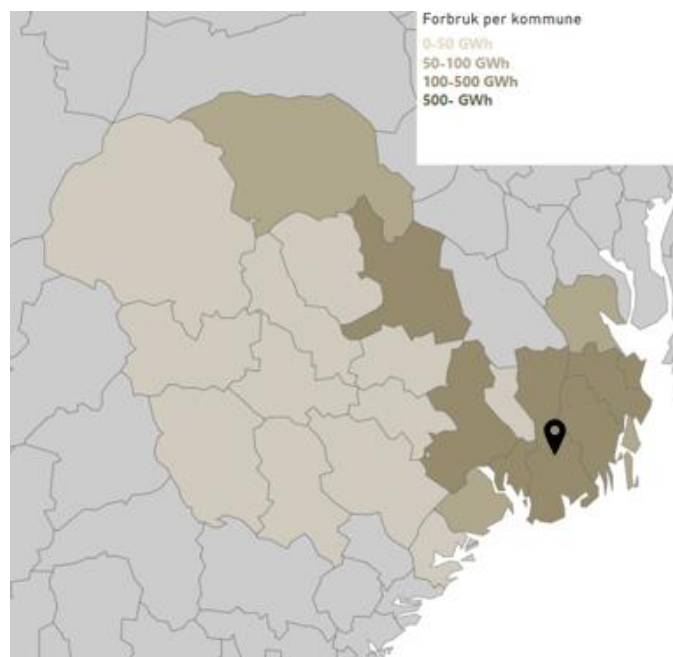
Figur 14 Utvikling i kraftforbruk i Vestfold og Telemark (GWh).

Figur 15 viser industrielt kraftforbruk per kommune i 2022. To kommuner hadde industriforbruk over 1 000 GWh: Porsgrunn (1 536 GWh) og Bamble (1 025 GWh).



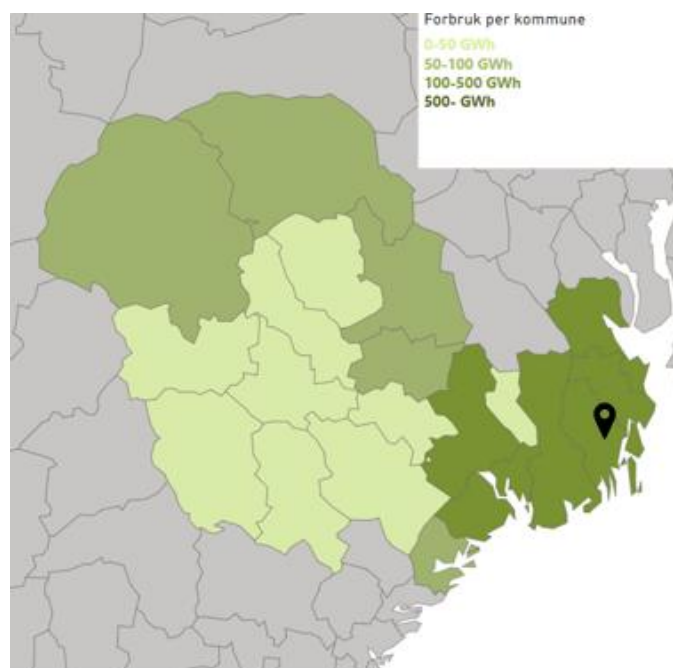
Figur 15 Kraftforbruk fra industri for kommuner i Vestfold og Telemark

Kategorien «tjenesteyting» omfatter forbruk fra transport og lagring, bygg og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting. Figur 16 viser at det i 2022 var syv kommuner med forbruk over 100 GWh fra tjenesteyting. Kommunene med høyest forbruk innen denne kategorien var: Larvik (287 GWh), Tønsberg (272 GWh) og Sandefjord (258 GWh).



Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting for kommuner i Vestfold og Telemark.

Figur 17 viser forbruk fra husholdninger og jordbruk i 2022. Sandefjord hadde det høyeste forbruket innen kategorien, med 440 GWh. Etter Sandefjord fulgte Tønsberg og Skien med henholdsvis 373 og 360 GWh.

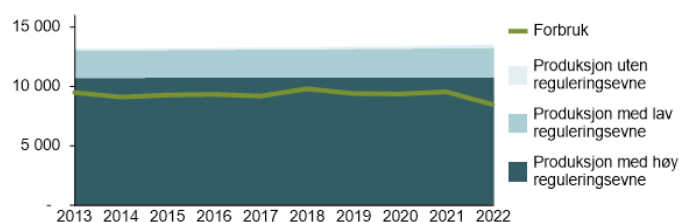


Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk for kommuner i Vestfold og Telemark

3.3 Kraftimport og -eksport behov

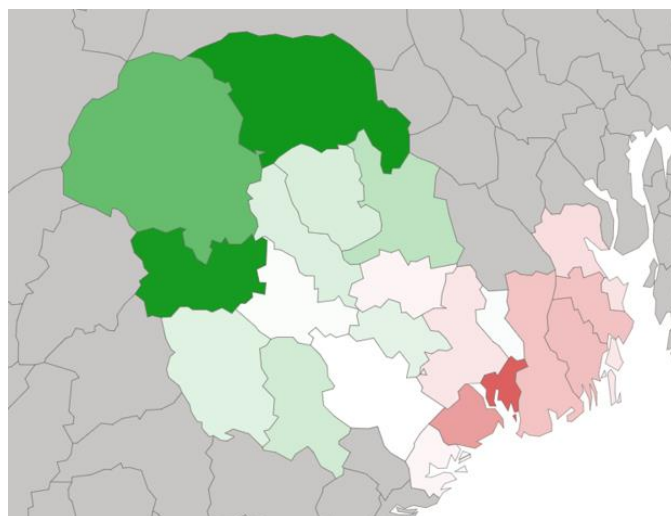
Vi har sammenlignet forventet årsproduksjon med årlig kraftforbruk. Differansen gir et bilde på importbehovet eller eksportmulighetene. Kraftproduksjonen vil imidlertid variere fra år til år. Forventet årsproduksjon er basert på midlet tilsigsdata fra perioden 1991-2020 (*NVE, 2022*). I tillegg vil kraftproduksjonen og kraftforbruket variere innad i året. Et typisk tilsigsmønster er vist tidligere i Figur 4

Figur 18 viser utviklingen av forventet årsproduksjon, fordelt etter reguleringssevne, og historisk kraftforbruk i Vestfold og Telemark for perioden 2013 til 2022. Gjennom hele perioden fra 2013 til 2022 har middelproduksjonen vært høyere enn forbruket og i 2022 var differansen mellom middelproduksjon og forbruk omtrent 5 000 GWh. Kraftoverskuddet i Vestfold og Telemark er spesielt robust. I et normalår er produksjon fra kraftverk med høy reguleringssevne tilstrekkelig til dekke forbruket i regionen.



Figur 18 Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Vestfold og Telemark (GWh).

Figur 19 gir en oversikt over differansen mellom forventet årsproduksjon og forbruk i 2022 per kommune. Grønne kommuner betyr at middelproduksjonen i kommunen var høyere enn forbruket i 2022. Røde kommuner betyr at forbruket i 2022 var høyere enn middelproduksjonen. Fargestyrken indikerer størrelsen på differansen. I Vestfold og Telemark er det både kommuner med stort overskudd og kommuner med stort underskudd. Overskuddskommunene ligger i Øvre Telemark, underskuddskommune ved Kysten i Grenlandsområdet og i Vestfold. Kommunene med størst absolutt differansen i 2022 var, i synkende rekkefølge, Tinn (+3 970 GWh), Tokke (+2 937 GWh), Porsgrunn (-1 945 GWh), Vinje (+1 923 GWh), og Bamble (-1 191 GWh).



Figur 19 Kraftoverskudd (grønt) og kraftunderskudd (rødt) for kommuner i Vestfold og Telemark.

4 Nettsituasjonen i Vestfold og Telemark

Norge er delt inn i 17 utredningsområder for regional- og distribusjonsnett i kraftsystemet. I tillegg er transmisjonsnettet definert som et eget utredningsområde. For hver region har NVE utpekt en utredningsansvarlig. Den utredningsansvarlige har ansvar for å koordinere arbeidet med de langsiktige kraftsystemutredningene. Utredningen resulterer i en rapport som publiseres annet hvert år. Rapporten gir oversikt over utviklingen i kraftforbruket, kraftproduksjonen og nettet. Den utredningsansvarlige er som regel det største nettselskapet som opererer og eier en stor andel av regionalnettet i området. Utredningsområdene kan avvike fra regiongrensene. En region kan dermed bestå av en eller flere utredningsområder, og et utredningsområde kan være fordelt over flere regioner. Vestfold og Telemark er kun omfattet av ett utredningsområde, der Lede er utredningsansvarlig.

4.1 Tilknytningssaker hos nettselskapet i Vestfold og Telemark

Tilknytningssaker fra nettselskapene i regionen er kartlagt basert på informasjon mottatt fra utredningsansvarlig – Lede. Både dagens situasjon og forespørsler om nye nettilknytninger har blitt kartlagt. Hver tilknytningsforespørsel har blitt tilordnet en av fire kategorier. Kategoriene gir en gradering av modenheten til tilknytningsforespørselene. Følgende fire kategorier er benyttet:

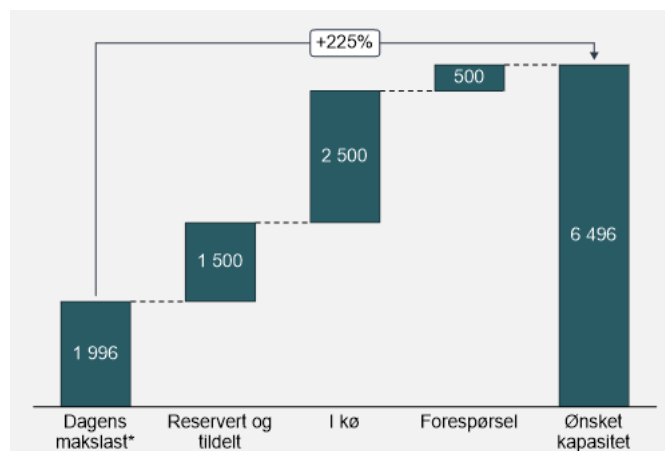
- Reservert og tildelt: Kunden er vurdert som moden har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett eller reservert kapasitet i planlagt nett.
- I kø – moden: Kunden er vurdert som moden, men det er ikke ledig kapasitet i eksisterende eller planlagt nett. Kunden stilles i kø.
- Forespørsel – ikke moden: Kunden vurderes som «ikke moden» og vil ikke bli vurdert videre før de kan vise til modenhet etter retningslinjene. Dette kan skyldes forskjellige faktorer som mangel på regulert areal, finansiering, fremdriftsplan eller effektprofil.

- Veiledning: Kunden har ikke sendt inn en søknad til nettselskapet, men kontaktet nettselskapet om en eventuell søknad.

4.1.1 Lede

Lede har 122 større saker om nettilknytning i deres utredningsområde i Vestfold og Telemark. Det er en stor ubalanse mellom tilknytningsforespørsler fra forbruk og produksjon. Av disse sakene er 93 prosent fra aktører på forbrukersiden og kun 7 prosent er fra aktører som ønsker å tilknytte kraftproduksjon.

Figur 20 viser størrelsesforholdet mellom dagens makslast og tre kategorier tilknytningsforespørsler. Vi ser at summen av tilknytningsforespørsler gir en tredobling av kapasitet sammenlignet med dagens makslast.



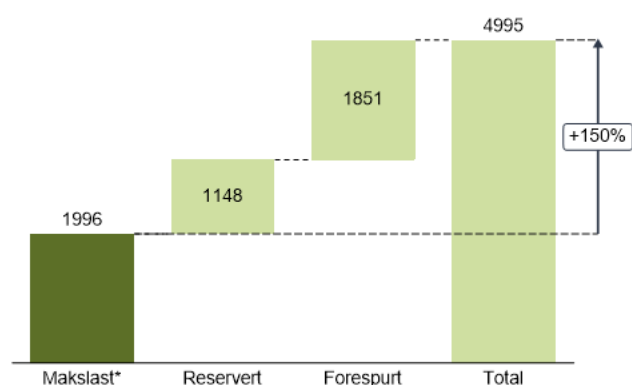
Figur 20: Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Lede (MW).

Makslasten representerer det høyeste målte forbruket i regionen i løpet av én time. Derfor er makslasten ikke nødvendigvis lik nettets kapasitet, som kan være lik eller høyere enn makslasten. En ren sammenligning mellom dagens makslast og den etterspurte kapasiteten gir derfor ikke en helt presis beskrivelse av fremtidig nettbehov, men en indikasjon på forholdet mellom nåværende situasjonen og fremtidige behov.

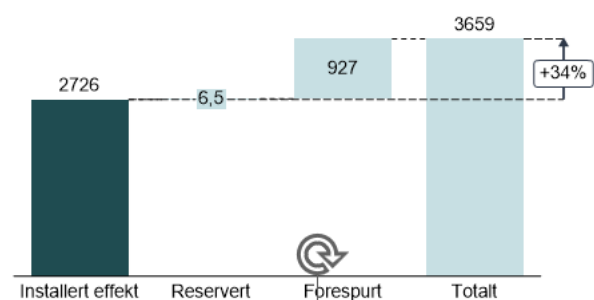
I Ledes utredningsområde har kun en tredjedel av tilknytningsforespørslerne fått reservert og tildelt plass i nettet. Resterende to tredjedeler venter på plass.

4.2 Tilknytningsaker hos Statnett

Figur 21 og Figur 22 viser forespørsler meldt til Statnett for henholdsvis nytt forbruk og ny produksjon. Tilknytningsaker for forbruk meldt til Statnett innebærer over en dobling av kapasiteten sammenlignet med dagens makslast. Dette er noe mer moderat enn økningen meldt til Lede, men fortsatt betydelig. På produksjonssiden er veksten mer moderat. Tilknytningsaker for produksjon meldt til Statnett vil kun øke total installert effekt med rundt en tredjedel av dagens installerte effekt. Videre er mesteparten av denne kapasiteten kun forespurt, men ikke reservert.



Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Vestfold og Telemark (MW).



Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Vestfold og Telemark (MW).

4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap

Det er noe avvik mellom tilknytningsaker rapportert til Statnett og regionalt nettselskap Lede. Totalt reservert og forespurt kapasitet avviker med 567 MW. Avviket kan skyldes:

- **Informasjonssymmetri – forsinket innmelding til Statnett:** I noen tilfeller kan det være et etterslep på tid hvor nettselskap melder inn til Statnett med noen måneders mellomrom. Rapporten viser et momentant bilde og kan da ikke oppdage slike etterslep
- **Informasjonsflyt:** Aktører som melder inn behov vil starte kontakten tidlig med nettselskapet i regionen det gjelder. Før saken er offisielt innmeldt og reservert, vil ikke nødvendigvis nettselskapet melde dette inn til Statnett
- **Forespørsler direkte til Statnett:** Noen få aktører knytter seg direkte på transmisjonsnettet. Disse sakene vil ikke vises i de regionale nettselskaperens tall og kan skape avvik.

I Vestfold og Telemark er det noe skjevhet i innmeldinger til Statnett og nettselskapet – Lede. Ettersom det er større etterspørsel av kapasitet til både forbruk og produksjon hos nettselskapet, ligger trolig skjevheten i at det er forsinkelser i innmeldinger til Statnett. I Ledes område er det forespurt 500 MW som ikke har fått reservert plass i eksisterende nett eller planlagte tiltak i nettet og heller ikke er vurdert som modne. I dette tilfellet kan det være aktører som melder tidlig behov til nettselskapet i regionen og nettselskapet vil ikke nødvendigvis melde tilknytningen inn til Statnett før aktøren er kommet tilstrekkelig langt i planleggingen av prosjektet. Disse sakene vil ikke vises i Statnetts tall og kan derfor skape avvik i tallene mellom nettselskap og Statnett.

4.4 Statnetts områdeplan

Statnett har etablert ti områder som de annethvert år utvikler en områdeplan for (Statnett, 2023). Områdeplanen har som mål å gi Statnett og deres samarbeidspartnere en tydeligere og mer forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. I rapporten per område gir Statnett en oversikt over dagens kraftsystem, et målnett som legger til rette for nullutslipp i 2050 og pågående og planlagte tiltak i nettet.

Vestfold og Telemark omfattes av Statnetts områdeplan – *Vestfold og Telemark*. Områdeplanen omfatter

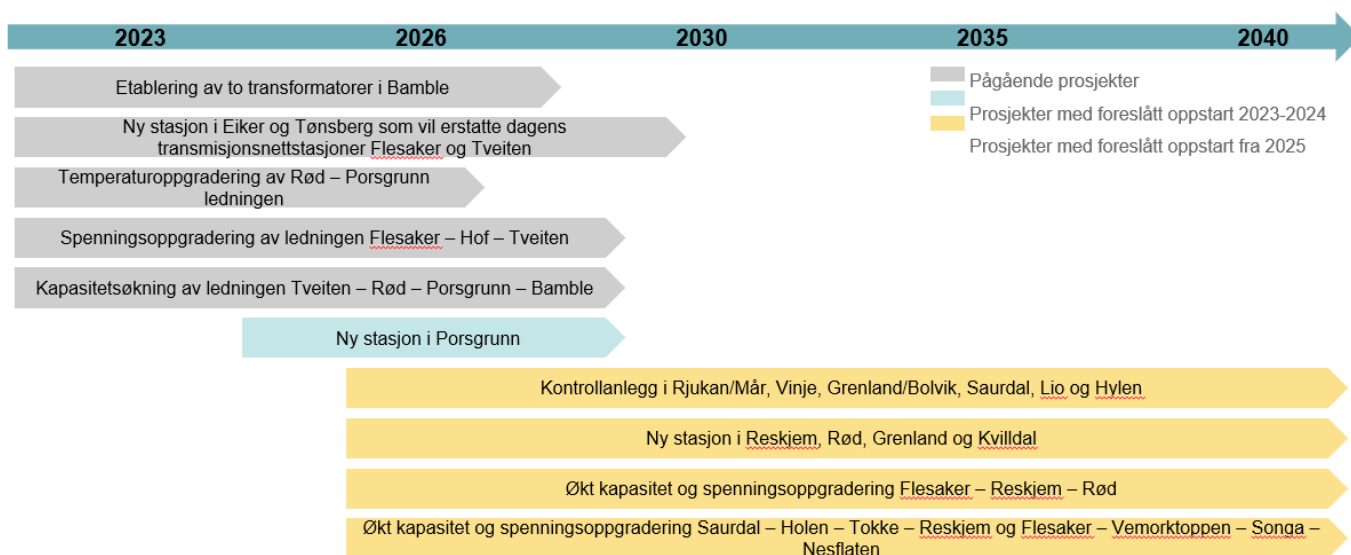
transmisjonsnettet fra Sauda og Lyse i vest til Flesaker i øst og Bamble i sør. Transmisjonsnettet binder Vest-, Øst- og Sørlandet sammen. Statnett har delt området i fire delområder: Grenland, Vestfold, Flesaker og Vest-Telemark.

Området har overskudd av kraft, hvor mesteparten av produksjonen er i Vest-Telemark og forbruket langs kysten og i Grenlandsområdet. Det overføres mye kraft over Flesakersnittet mellom NO2 og NO1. Samtidig har økt kapasitet på mellomlandsforbindelsene endret flytmønsteret over Flesakersnittet.

Det er gjort mye investeringer som har økt kapasiteten i transmisjonsnettet i Vestfold og Telemark, men aldrende 300 kV-ledninger og stasjoner nærmer seg reinvestering på grunn av teknisk levealder og ugunstig utforming. Reinvestering innebærer nybygging på 420 kV i parallell trase før 300 kV-ledningen rives. Ettersom det er behov for økt kapasitet før reinvesteringstidspunkt kan noen av fornyelsene fremskyndes.

Videre er det behov for økt overførings- og transformeringskapasitet for å legge til rette forbruksvekst. Det er forventet stor forbruksvekst i Vestfold og Grenlandsområdet. I dagens nett er hovedflaskehalsen mellom Sør- og Østlandet på Flesakersnittet. Med økt forbruk vil hovedflaskehalsen flytte seg fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Det er spesielt 300 kV-ledningen Flesaker-Hof-Tveiten-Rød som blir begrensende. Statnett skal gjennomføre store nettforkerkinger for å legge til rette for økt forbruk og havvind. De planlegger en trinnvis spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV i området, i tillegg til en ny forbindelse fra Grenlandsområdet til Sørlandet.

For å sikre kapasitet til forbruksvekst i Vestfold og Telemark har Statnett iverksatt og planlagt en rekke tiltak, som er oppsummert i figur 23. Tiltakene dreier seg om oppgradering og utbygging av ledninger og stasjoner.

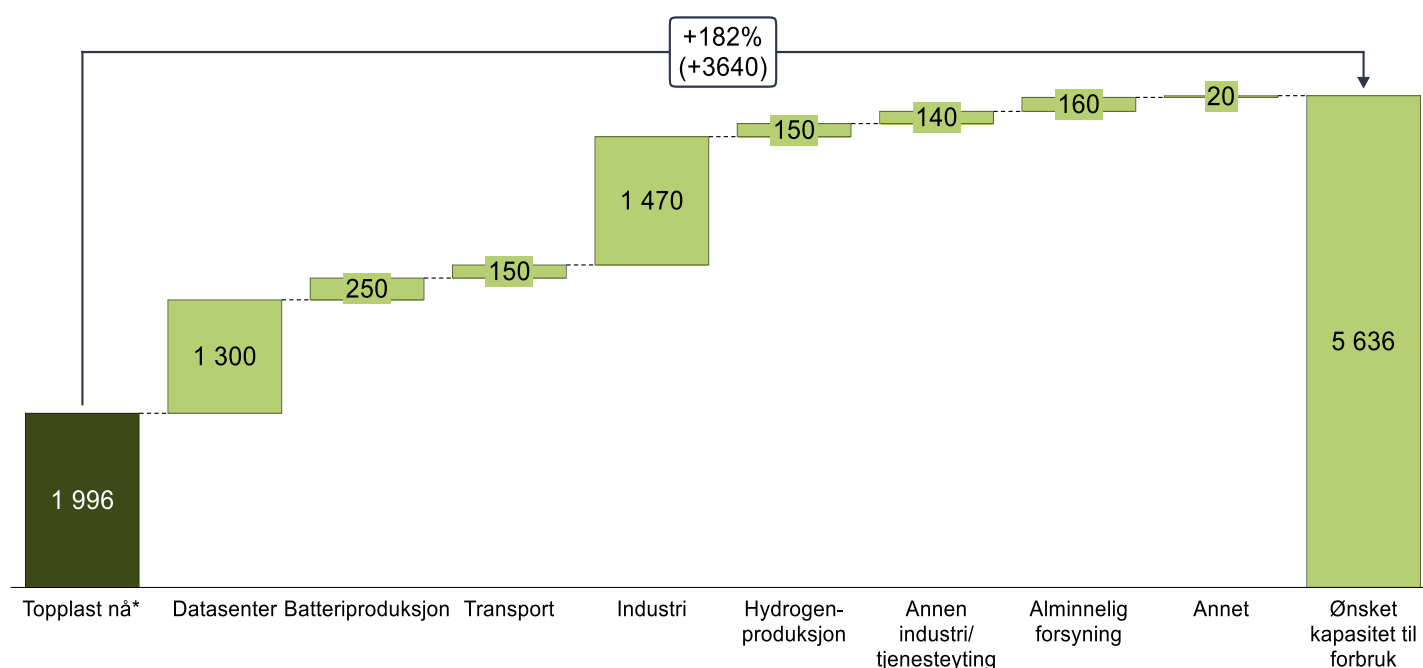


Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Vestfold og Telemark.

5 Forbruksutvikling

5.1 Forbruksutvikling hos Lede

I Ledes utredningsområde for Vestfold og Telemark er en etterspørsel etter kapasitet til forbruk på 3 640 MW. Dagens maksplast er rundt 1 996 MW⁴, og etterspørselen til forbruk utgjør en økning på 182 prosent av dagens forbruk. Figur 24 viser hvordan kapasiteten som er forespurt til nytt forbruk fordeler seg på ulike forbrukskategorier.



Figur 24 Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Lede i Vestfold og Telemark, fordelt på forbrukskategori (MW).

5.2 Forbruksutvikling i Statnett sine tilknytningsaker

Hos Statnett er det en etterspørsel på 2 999 MW fra forbruk i Vestfold og Telemark. Figur 25 viser etterspørsel etter kapasitet

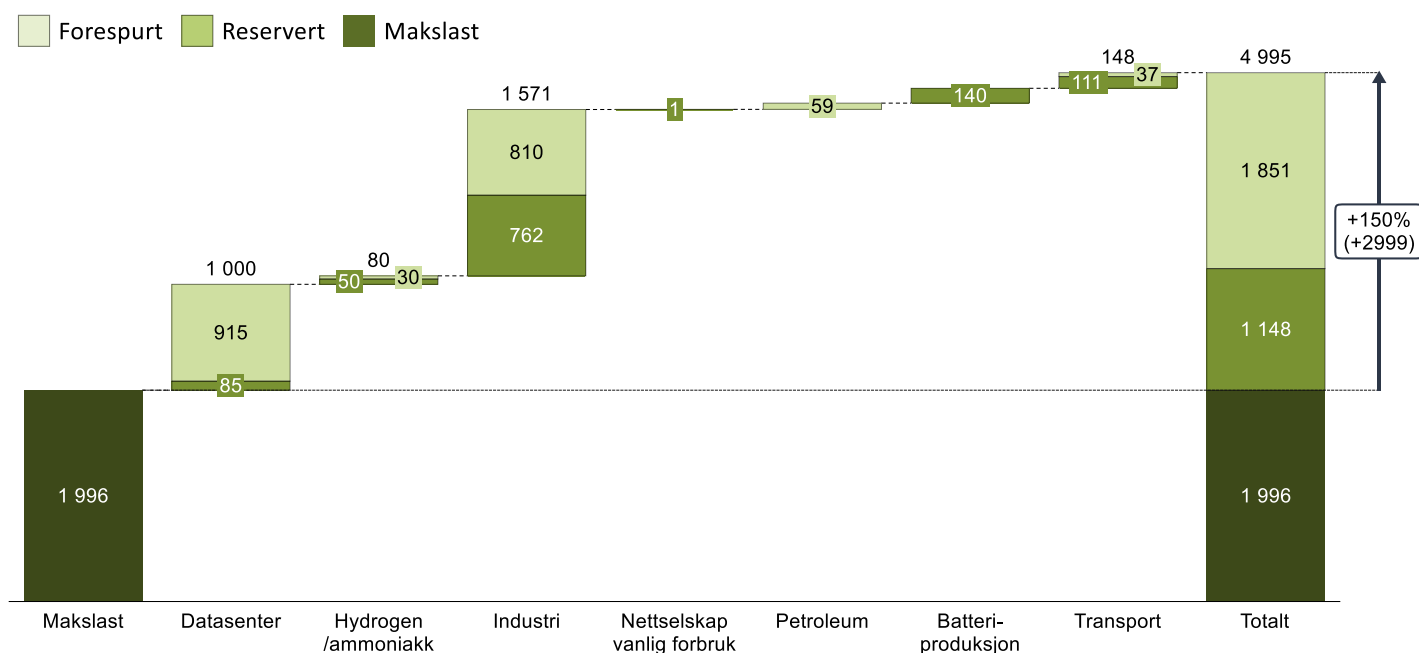
fra de ulike forbrukerne i Vestfold og Telemark. Etterspørselen tilsvarer en økning på 150 prosent fra dagens maksplast til totalt forespurt kapasitet. Kun 1 148 MW av dette er reservert, mens det ikke er plass til den resterende etterspurte kapasiteten på 1 851 MW med pågående og planlagte tiltak i nettet. Den største etterspørselen ligger i industrien, med et kapasitetsønske på

⁴ *Baseres på høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik topplasten

1571 MW, hvor litt under halvparten er reservert. Datasenter har også stor etterspørsel på 1 000 MW, hvorav kun 85 MW er reservert.

Etterspørselen hos Statnett avviker med 640 MW fra Ledes etterspørsel. Dette avviket kan, som nevnt i kapittel 4.3, komme av mange grunner, blant annet at store aktører knytter seg direkte på transmisjonsnettet og derfor ikke ligger inne i nettselskapenes data.

Dersom det antas at hele etterspørselen på 2 999 MW får tilgang til nettet, og at det nye forbruket har en gjennomsnittlig brukstid på 4000-5500 timer i året kan det tilsvare et økt årlig forbruk på 12-16 TWh. Dette er en kraftig økning fra nåværende forbruk i regionen, som var på 8,5 TWh i 2022. Det er viktig å bemerke at dette er et grovt estimat, og vil variere mye utfra hvilke kundegrupper som får tilknytning, og hvilken brukstid de har.



Figur 25 Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Vestfold og Telemark fordelt på forbrukskategori (MW).

5.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Vestfold og Telemark

Innspill fra forbrukere og andre aktører i Vestfold og Telemark viser at det er ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene. Utover tallene som er innmeldt til Statnett og nettselskapene har prosjektet avdekket en del forbruk som ønsker tilknytning til nettet uten å ha meldt inn behovet. Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn, og disse sakene er kjennetegnet av følgende kategorier:

- **Fremdeles til utredning og ikke modent til å meldes inn:** Prosjekter i tidlig fase som er under utredning og dermed ikke er modent nok til å melde inn behovet.

Nye forretningsområder for gjenvinning eller effektivisering som vil kreve et kraftbehov

- **Får beskjed om at det er fullt i nettet:** Aktørene som ønsker å koble seg til nettet blir møtt med beskjeden om at det er fullt og ikke plass til tilkobling. Usikkerheten rundt når det eventuelt blir plass gjør at flere ikke melder sitt behov, da de er usikre på om de vil gjøre den nødvendige investeringen
- **Aktører vet ikke at behov kapasitet må meldes inn:** Man har ikke vært klar over at behovet for tilkobling til nettet bør meldes inn tidlig og at det i flere områder kan ta lang tid å bli tilkoblet. Prosjekter har ikke blitt meldt inn da det har vært en forventning om at man vil få tilkobling når man ønsker det

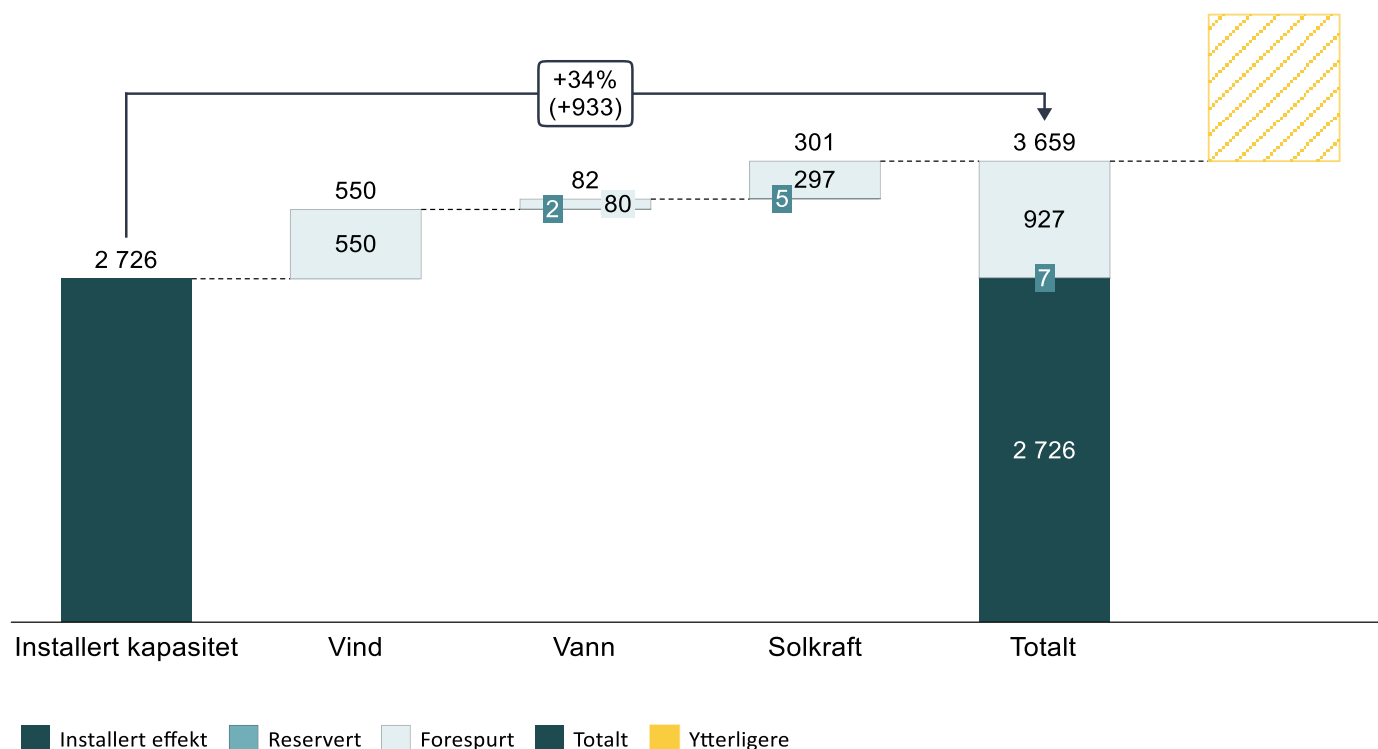
6 Produksjonsutvikling

I Vestfold og Telemark er det forespurt kapasitet på 933 MW til produksjon, både til vindkraft, vannkraft og solkraft. Fordelingen på produksjonskategori og modenhetsstadium er vist i Figur 26. Kun 7 MW av den etterspurte kapasiteten har fått plass i nettet. Den største etterspørselen kommer fra vindkraft, men her er det ingen kapasitet som har fått plass i nettet. Videre har solkraft etterspurt 301 MW, hvorav kun 5 MW har fått plass i nettet.

I tillegg til det som er meldt inn til Statnett, har prosjektet fått inn input fra produsenter over prosjekter som er under utvikling i ulike stadier av modenhet, vist som gult, skravert område i Figur 26. Kartleggingen for Vestfold og Telemark viser at det er interesse for å bygge ut prosjekter for både vind, vann og sol. Det skraverte området vil ikke vise et eksakt tall for hvor mye som vil bygges ut, men det sier noe om omfanget på potensialet og interessen for utbygging i regionen. Vi har ikke fått svar fra

alle produsenter og det er viktig å påpeke at listen ikke er uttømmende, men viser at det er mer potensiale og engasjement for utbygging av ny kraft i regionen enn tallene fra nettselskapene kan vise.

Dersom det antas at hele etterspørselen fra produsenter på 933 MW får tilgang til nettet, og at det antas brukstid per teknologi som beskrevet i kapittel 1, vil det gi en økt årlig produksjon på om lag en 2-2,4 TWh. Her er brukstid for vannkraft gitt et større utfallsrom, ettersom prosjekter som nå gjennomføres i vannkraften ofte omhandler effektoppgraderinger, og relativt lite ny produksjon. Dette er en moderat økning fra årlig produksjon i regionen, som er 14 TWh. Det er viktig å bemerke at dette er et grovt estimat, og vil variere mye utfra hvilke prosjekter som får tilknytning og som blir investert i.

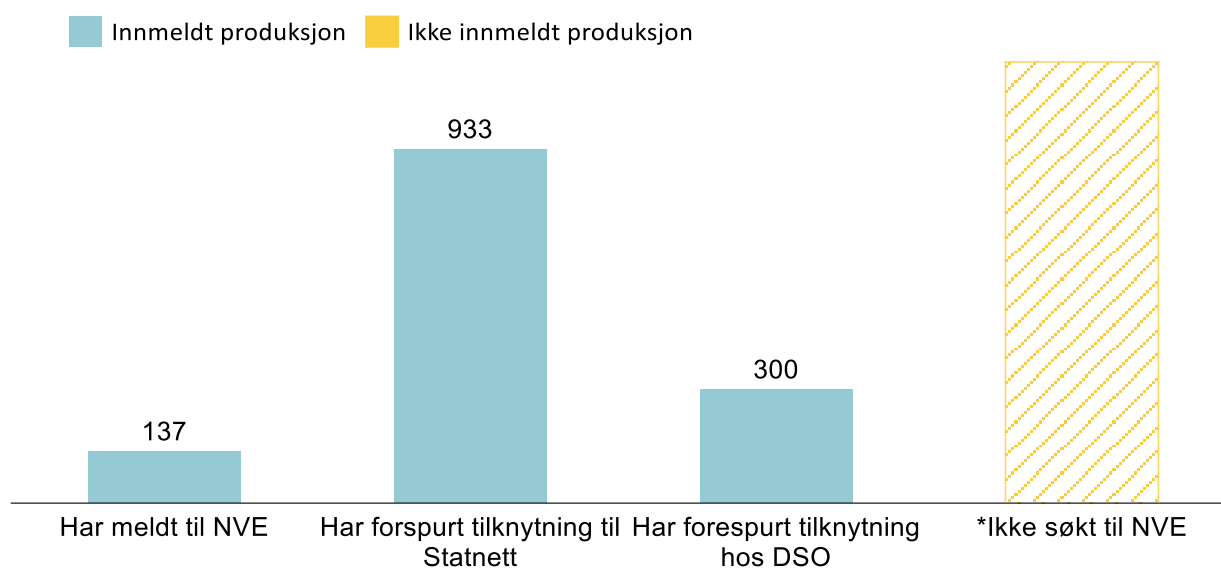


Figur 26 Tilknytningssaker hos Statnett til produksjon (MW).⁵

6.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet

Det er stor usikkerhet i hvor mye produksjonskapasitet som kan komme mot 2030, og det er et stort avvik mellom hva som er rapportert av ny produksjon hos Lede, Statnett og NVE.

I tillegg har THEMA fått innspill på prosjekter som ikke er meldt inn til NVE og sannsynligvis ikke til Lede eller Statnett. Dette er både sol, vann og vind, og utgjør i størrelsesorden 1 000 MW. Usikkerheten er illustrert sammen med tallene som er rapportert til de ulike kildene i Figur 27. Selv om det er stor usikkerhet i tallene ser vi likevel at interessen for å bygge ut produksjon i Vestfold og Telemark er stor, og det er meldt inn svært mye kapasitet sammenlignet med andre regioner i Norge.

**Figur 27 Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn (MW).**

⁵ Potensiell produksjon er inkludert ytterligere prosjekter som enda ikke er meldt til NVE eller Statnett, men som aktører ser på. Kartlagt av THEMA gjennom spørreskjema og intervjuer med produsenter i regionen

7 Case

7.1 Brunane-Luberg hybridkraftverk

Prosjekt: Hybridkraftverk i Drangedal

Vestfold og Telemark har i dag ingen vindkraftverk, men er et område med stort behov og stort potensial. Fred. Olsen Renewables gjennomførte derfor et 2-årig søk i et tjuetalls kommuner. Denne kartstudien ble så delt med de aktuelle kommunene.

Resultatet fra søket viste at Vestfold og Telemark er godt egnet for moderne vindturbiner tilpasset områder med mindre vind. I tilknytning til vindkraftverket vil det også bli bygget et solkraftverk. Denne løsningen kalles hybridkraftverk og minimerer behovet for nett og infrastruktur i utbygging av kraftproduksjon, ved at solparken kun trenger 20 % mer nettilknytning utover det som bygges for vindparken.

Prosjekteiere

- **Drangedal Kraft** er et lokalt kraftkonsern med 100 års erfaring med vannkraftproduksjon. De eier i dag 2 vannkraftverk og produserer nærmere 60 GWh kraft per år.
- **Telemark Energi** er et lokalt kraftkonsern med 100 års erfaring med kraftproduksjon. De eier i dag 4 vannkraftverk og produserer 310 GWh kraft per år.
- **Fred. Olsen Renewables** er en utvikler, eier og operatør av fornybar energi, hovedsakelig landbaserte vindparker, og eier i dag 12 storskala landbaserte vindkraftverk. De utvikler og håndterer både solkraft, vindkraft og hybridkraft. De opererer i UK og Skandinavia. Fred Olsen Renewables er involvert i hele prosjektperioden.

Fakta om hybridkraftverket: Prosjektet har et foreløpig planlagt areal på 32 km². Dette inkluderer 1 km² som vil brukes til veier og standplasser for turbinene. I tillegg inkluderer det 4 km² til solkraftverket. Det er planlagt for 57 turbiner, med turbinhøyde på 200-250m og årlig produksjon på ca. 1,5 TWh. Vindturbinene kan stå klare i 2029. Solkraftutbyggingen kan komme gradvis etter dette.

Verdi for nærmiljøet

- **Lokalt eierskap:** Det er viktig med lokal styring og involvering i denne type prosjekt. Gjennom 49 % eierskap i Drangedal Kraft og Telemark Energi får kommunene eierskap i prosjektet.
- **Verdiskaping i anleggsfase:** Estimert verdiskaping i anleggsfasen er på 7-8 milliarder kr, hvorav 30 % trolig kan legges igjen lokalt.
- **Verdiskaping i driftsfasen:** Kraftverket vil skape omtrent 8-10 arbeidsplasser.
- **Kommunale inntekter:** Prosjektet kan gi en årlig inntekt på 82 millioner kr til kommunene Drangedal og Nome gjennom eiendomsskatt, produksjonsavgift og foreslått naturressursskatt
- **Øvrige offentlige inntekter:** Dette inkluderer innmatingstariff og inntekter til fylkeskommuner og kommuner over inntektsutjevningen som kan gi opp mot 32 millioner kr årlig.

Barrierer for gjennomføring

- Eventuell innførsel av grunnrenteskatt eller annen høyere beskatning
- Vår erfaring er at politikere har fått mindre tillit til at kompensasjonsordninger som skattemyndighetene lover nå ikke vil bestå etter nye skatteregler på vannkraft
- Potensielle skatteinntekter går ut av vertskapskommunen

For mer informasjon: <http://Brunane-Luberg.com>

Energiordliste

- **SI-prefiksene k, M, G og T** sier noe om antall:
 - **k** = kilo = 1000
 - **M** = mega = 1 000 000 = 1000 k
 - **G** = giga = 1 000 000 000 = 1000 M
 - **T** = tera = 1 000 000 000 000 = 1000 G
- **Effekt** er et mål på omsetning av energi per tid. Høyere effekt betyr at arbeid utføres på kortere tid. Forbruket av strøm i ett enkelt øyeblikk kalles effektforbruk. Effekt måles i Watt (W). Prefiksene mega (MW) og giga (GW) benyttes ofte.
- **Energi** er evnen til å utføre arbeid. Det finnes mange former for energi, som f.eks. potensiell energi, termisk energi og elektrisk energi. En energikilde leverer energi i en form som er *nyttbar* for mennesket. Energi i kraftsystemsammenheng måles ofte i Watt-timer (Wh). Prefiksene giga (GWh) og tera (TWh) benyttes ofte.
- **Effektbalanse** er differansen mellom produksjon og forbruk på et gitt tidspunkt. Effektbalansen kan både være positiv og negativ. Ofte oppgitt i MW eller GW. Summen av alle effektbalanser over en tidsperiode er energibalansen for perioden
- **Energibalansen** i en kommune eller region er differansen mellom den samlede produksjonen av energi og forbruket av energi over en spesifisert tidsperiode, som oftest over et år. Ofte oppgitt i GWh per år eller TWh per år.
- **Installert kapasitet** er kraftverkets maksimale effekt. Ofte oppgitt i MW.
- **Makslast** er høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik makslasten. Ofte oppgitt i MW.
- **Transmisjonsnett** forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. I Norge opereres transmisjonsnett av Statnett. Transmisjonsnett inkluderer også utenlandskabler. Det er i hovedsak 300 eller 420 kV spenning på kraftledningene i transmisjonsnett, men det finnes også kabler med 132 kV spenning. Transmisjonsnett utgjør ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes til transmisjonsnett.
- **Regionalnett** er nivået under transmisjonsnett, og er bindeleddet med distribusjonsnett. Normale spenningsnivåer her er 132 kV og 66 kV, og regionalnett utgjør ca. 19 000 km. Store eller mindre produksjonsanlegg samt store forbrukere kan knyttes til regionalnett.
- **Distribusjonsnett** er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Dette nettnivået inkluderer spenningsnivåer fra 22 kV (høyspent) ned til og med 230 V (lavspent). Skillet mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett går ved 1 k. Distribusjonsnett strekker seg over ca. 320 000 km. Mindre produksjonsanlegg og alminnelig forbruk, som småindustri, tjenesteyting og husholdninger, tilknyttes gjerne distribusjonsnett.
- **Statnett** er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnett i Norge.
- **NVE** er Norges vassdrags- og energidirektorat og forvalter landets vann- og energiresurser. De er underlagt Olje- og energidepartementet og har ansvar for å forvalte vann- og energiresursene til hele landet. NVE skal sikre samlet og miljøvennlig forvaltning av vassdrag, fremme effektiv kraftomsetning og bidra til effektiv energibruk.
- **RME** (Reguleringsmyndigheten for energi) er en egen enhet i NVE, som regulerer nettselskapene.
- **Nettselskap** i Norge eier og driver kraftledningene. De har et naturlig monopol, da det er unødvendig å bygge flere ledninger for å føre strøm til samme sted. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde, og deres virksomhet reguleres av staten.

8 Referanser

- NVE. (2022). *Mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2022). *Ny mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/dat-a-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2023, august 14). *Kortsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nves-analyse-lite-sannsynlig-med-kraftunderskudd-de-naermeste-aarene/>
- NVE. (2023). *Oversikt over solkraft i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>
- NVE. (2023). *Termisk kraft*. (NVE) Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>
- NVE. (2023). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- SSB. (2023). *Betydelig nedgang i strømforbruket i 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/betydelig-nedgang-i-stromforbruket-i-2022>
- SSB. (2023, mai 30). *Markent fell i husholdningenes strømforbruk 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-fall-i-husholdningenes-stromforbruk-i-2022>
- Statistisk Sentralbyrå. (2023). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2023). *Områdeplaner*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

